

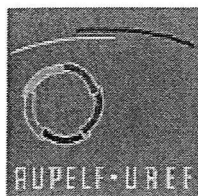
# Faisabilité de projets d'électricité rurale décentralisée à partir de la biomasse



Liberté • Égalité • Fraternité

**Actes de l'atelier régional du 25 au 30 Septembre 2000  
YAOUNDE (CAMEROUN)**





CIRAD-Forêt



Ecole Nationale Supérieure  
de Polytechnique

# ORGANISATION ET SUIVI DE L'ATELIER DE FAISABILITE DE PROJET D'ELECTRICITE RURALE DECENTRALISEE A PARTIR DE LA BIOMASSE

**CIRAD-Dist**  
UNITÉ BIBLIOTHÈQUE  
BAILLARGUET

**CIRAD-Dist**  
UNITÉ BIBLIOTHÈQUE  
Baillarguet

## UNE METHODE SIMPLIFIEE DE CALCUL PREALABLE DU NIVEAU DE TARIF MOYEN D'UN SERVICE D'ERD

*Exemple d'application de la " méthode TEC " à un cas d'ERD par petite hydroélectricité villageoise*

**Bernard CHABOT**

Expert Senior en Energies Renouvelables  
ADEME, 500 route des lucioles, 06560 Valbonne – FRANCE  
Tel : 04.93.95.79.14 - Fax : 04.93.65.31.96 - chabot@ademe.fr

L'électrification rurale décentralisée (ERD) intéresse de plus en plus les acteurs du développement du fait de l'alternative qu'elle représente aux schémas d'électrification par extension des grands réseaux qui se révèlent incapables d'apporter rapidement le minimum de services énergétiques aux populations rurales des pays en développement [1]. Les solutions techniques et organisationnelles les mieux adaptées à l'ERD commencent à être connues et mises en pratique, que ce soit pour l'électrification par systèmes photovoltaïques sans réseau de distribution [2] ou pour l'électrification villageoise par un réseau autonome local alimenté par un petit diesel [3] ou une petite centrale hydroélectrique (PCH) [4]. Dans tous les cas, la nécessité de prendre en compte les principes de sobriété et d'efficacité énergétique au niveau des utilisateurs finaux est maintenant bien reconnue, ce qui permet de baser le choix des solutions d'électrification sur le coût du service énergétique final, mesuré par exemple par le Coût Global Actualisé du kWh Optimisé (CGAO) [5].

Cette étape de connaissance des coûts du kWh optimisé de la solution optimale étant franchie, il reste à déterminer quel peut être le tarif de vente du service proposé, sous forme par exemple du tarif moyen du kWh optimisé. Bien sûr, il serait possible de compter dans les facteurs de coûts la rémunération financière visée par l'investisseur-opérateur, en choisissant pour le projet d'ERD considéré un taux d'actualisation égal au taux de rentabilité interne (TRI) espéré en menant l'opération à son terme. Par définition, la valeur actuelle nette (VAN) du projet est alors nulle, et le coût du kWh qui en résulte prenant déjà en compte le bénéfice financier recherché par l'investisseur, ce coût peut être considéré comme le tarif de vente (TV) à proposer aux utilisateurs-abonnés. Cette façon de procéder, très courante dans le monde anglo-saxon, présente cependant deux inconvénients majeurs :

- Elle entretient la confusion entre les notions de coût et de prix. Cela peut-être dramatique quand cette démarche est basée sur le choix d'un taux d'actualisation (et donc dans ce cas d'un TRI) trop bas. Par exemple si ce TRI est pris simplement égal aux taux d'intérêt les plus favorables disponibles sur le marché financier, le résultat c'est que le tarif de vente sera égal au prix de revient du kWh sans bénéfice financier de l'investisseur-opérateur, ce qui ne pourra mener qu'à sa faillite à court terme.

- Les coûts d'investissements pris en compte pour un projet d'ERD ne comportent en général que des coûts directs : matières premières, achats et sous-traitances, main d'œuvre directe, frais d'études, de gestion et de supervision du projet, intérêts intercalaires. Or, une " société d'ERD " un tant soit peu ambitieuse et voulant passer par exemple en 10 ans " de mille à un million d'abonnés " devra couvrir des coûts énormes de croissance et de développement : R&D, investissements de conception, de production et de gestion des équipements et des services, investissements commerciaux, frais généraux et frais financiers...

Il est donc plus adéquat de considérer dès maintenant les opérateurs potentiels d'ERD comme des prestataires de services banalisés qui se doivent se rémunérer en appliquant une marge sur le coût direct de leurs prestations (MCD) pour déterminer le tarif de vente (TV) de ces dernières.

Dans le cas de l'ERD, cette façon de faire présente des avantages certains :

- Pour l'analyse économique des projets d'ERD, elle permet de distinguer clairement le taux d'actualisation utilisé du TRI résultant de la réalisation dudit projet. Ainsi, les taux d'actualisation choisis peuvent-ils traduire sans ambiguïté soit la préférence pour les projets d'utilité sociale d'un opérateur d'ERD (par exemple un opérateur public), soit le coût moyen pondéré des ressources financières de cet opérateur.
- Cette façon de procéder est basée sur l'utilisation comme critère d'analyse économique principal du Taux d'Enrichissement en Capital (TEC, égal à la Valeur Actuelle Nette réelle (VAN) déagée par unité de capital investi) du projet et donc d'accéder aussi directement à la VAN qui caractérise le mieux la rentabilité réelle du projet.
- L'identification d'une marge sur les coûts directs (MCD) des prestations d'ERD permet de plus de comparer la gestion et les performances d'une société d'ERD avec celles de sociétés à activités voisines : compagnies d'électricité, prestataires de services en milieu rural, etc.
- La connaissance du coût direct du kWh d'ERD (son " coût Global Actualisé ", CGA) et de la marge sur coût direct MCD choisie par l'opérateur permet d'accéder directement au tarif de vente TV du kWh optimisé final et de vérifier si ce tarif est compatible avec le



pouvoir d'achat des abonnés potentiels d'un programme d'ERD. Si ce n'est pas le cas, outre la possibilité d'examiner si des réductions de coûts directs ou des subventions à l'investissement sont possibles, l'opérateur peut simuler l'impact d'une variation de sa marge moyenne traduisant des stratégies commerciales diversifiées : marge élevée et faible nombre d'abonnés ou marge faible et nombre élevé de clients.

Enfin, comme on l'a vu dans l'exposé initial, pour des études de pré-faisabilité, la prise en compte d'un modèle simplifié d'exploitation d'un programme d'ERD (cash flows constants) permet d'accéder directement au critère d'analyse économique  $TEC = VAN / I$  (valeur Actuelle Nette générée par Franc investi initialement dans le projet), sans faire de "business plan" année par année. Outre cet exposé initial, la "Méthode TEC" qui en résulte est décrite plus en détails, ainsi que les ratios et les formules pour déterminer le CGA du kWh, la VAN et le taux d'enrichissement en capital (TEC) du projet, dans la référence [6].

Le projet type d'ERD qui va servir d'illustration à l'utilisation concrète de cette "méthode TEC" est défini dans l'Annexe 1. Il concerne l'électrification d'un village isolé d'environ 1000 habitants (200 abonnés domestiques) par une petite centrale hydroélectrique (PCH) de 25 kW permettant de couvrir des usages domestiques, de service public et d'activités économiques. Ce projet de référence **intègre au maximum les appareils et procédés à haute efficacité énergétique** (par exemple éclairage par fluorescence). La place importante des usages productifs (1/3 de l'énergie distribuée) permet par ailleurs un facteur de charge correct de la centrale, tout en favorisant le renforcement du développement économique en cours, garant d'un minimum de capacité à payer les services domestiques, les services marchands et les services communautaires. Dans cet exemple type, compte tenu du niveau des besoins énergétiques optimisés finaux (250 kWh/jour), de l'isolement et de la compacité de ce village (seulement 4 km de réseau de distribution BT simplifié et à faible contenu d'importation), l'alternative à la PCH ne serait ni le photovoltaïque ni une extension de réseau, mais l'usage de groupes électrogènes privés, dont le coût de production du kWh serait de l'ordre de 2,5 FRF/kWh, comme on peut le voir dans l'Encadré 1.

Les définitions, les ratios et les formules de base utilisées pour cette analyse simplifiée sont rappelés dans l'Annexe 2.

L'analyse porte de plus sur trois cas différents d'opérateurs d'ERD, chacun avec des spécificités et des stratégies différentes. Chaque opérateur est supposé être chargé à la fois des investissements, de l'exploitation, de la maintenance des systèmes d'ERD et aussi de la commercialisation du service correspondant. Du fait de l'utilisation systématique d'appareils à

haute efficacité et de la diversité des applications de l'électricité distribuée, cette commercialisation se fait dans chaque cas sous forme de tarif de vente moyen TV du kWh consommé. Pour des raisons pédagogiques, les écarts de stratégies et de moyens entre les trois opérateurs sont volontairement importants afin de mieux faire apparaître les différences qu'ils induisent en critères finaux. Il est bien évident que dans la réalité, les différences peuvent être moins fortes. Enfin, de ces exemples d'illustration de cette méthode, on se gardera bien d'en déduire des conclusions générales quant à la préférence à accorder sur tel ou tel type d'opérateur à privilégier pour l'ERD. Il ne s'agit ici que d'une analyse économique au niveau de l'étude de pré-faisabilité. Dans des cas réels, d'autres critères doivent aussi être pris en compte, comme la structuration et l'offre des opérateurs locaux d'ERD et les niveaux souhaités de décentralisation, de privatisation et enfin d'implication des collectivités locales et des usagers.

Les trois opérateurs sont décrits brièvement ci dessous :

- **Cas N° 1 :** la "CEREA" ("Compagnie d'Electrification Rurale et Agricole"), investisseur/exploitant privé, se finançant sur le marché financier local (d'où un choix de taux d'actualisation réel<sup>1</sup>  $t \approx 12\%$ ) et cherchant un TRI élevé, supérieur ou égal aux opportunités de rentabilité les meilleures en PED, soit typiquement 20 à 40 %. Cet opérateur considère par ailleurs que l'ERD risque d'être une solution d'attente de l'électrification par extension de réseau, ce qui l'incite encore plus à baser son analyse économique sur une durée d'observation faible ( $n = 10$  ans).
- **Cas N° 2 :** le "RECOPEL" ("Réseau National des Coopératives d'Electrification") : réseau de coopératives d'électrification rurale sous forme de sociétés d'économie mixte regroupant des opérateurs privés (majoritaires et souhaitant étendre leur expérience à d'autres pays pour devenir des leaders de l'ERD) et des collectivités locales et régionales. Sa stratégie de long terme et la possibilité d'avoir accès au moins partiellement à des financements internationaux plus favorables que les financements locaux permet d'utiliser un taux d'actualisation moins élevé ( $t = 8\%$  réels), sur une durée d'observation économique plus longue ( $n = 15$  ans).
- **Cas N° 3 :** la "SONDEL" ("Société Nationale Décentralisée d'Electrification"), filiale pour l'ERD d'une compagnie d'électricité nationale et ayant obtenu une "liberté encadrée" pour fixer ses tarifs de vente du kWh en zones rurales isolées indépendamment des tarifs en zone urbaine (pas de péréquation) et incitée par les autorités de tutelle à utiliser des conditions d'actualisation ( $t = 3\%$  réels,  $n =$

<sup>1</sup> Le taux d'actualisation réel  $t$  se déduit du taux nominal  $m$  et du taux d'inflation  $i$  (supposé constant) par la relation :  $(1+t) = (1+m)/(1+i)$ , qui peut se simplifier si  $i < 0,1$  (10 %) en :  $t \approx m - i$ .



30 ans) favorisant les investissements d'utilité sociale à long terme et éligibles dans leur quasi majorité à des prêts bonifiés internationaux (GEF, BEI, BAD...).

On trouvera dans le Tableau 1 en Annexe 3 :

- Le rappel des caractéristiques principales du projet et les résultats du calcul des ratios qui suffisent à le déterminer pour cette analyse économique : Nh, lu, Kem.
- Une zone pour les calculs intermédiaires et les résultats de l'analyse pour les trois cas d'opérateurs. Les calculs ne sont faits que pour **SONDEL**, ils sont à effectuer pour **RECOPEL** et la **CEREA**. A chaque fois, pour le coefficient Ka (défini à partir du taux d'actualisation t et de la durée d'observation économique n), on pourra se reporter au Tableau 2 en Annexe 4 (" Actualisation : tableau de valeurs numériques "). Ce tableau servira aussi à déterminer un critère de rentabilité complémentaire : le TRI global du projet, défini comme le taux d'actualisation virtuel annulant la VAN. Cette condition est obtenue lorsque le coefficient Kav virtuel correspondant est égal au ratio entre le cash-flow annuel moyen (identifié en première approximation comme la différence entre les recettes et les dépenses annuelles) et l'investissement initial. On trouvera donc le TRI dans ce tableau 2 dans la colonne correspondant à la durée d'observation économique choisie par l'opérateur, à la ligne qui rend Ka aussi voisin que possible de Kav = CF/I.

Dans le cas de **SONDEL**, le CGA du kWh distribué est de 0,8 FRF/kWh. La marge sur coût direct correspondante est de 20 %, ce qui mène à un tarif de vente moyen TV = 1 FRF/kWh. Le TRI global correspondant est de seulement 6 %.

Une fois les calculs correspondants effectués pour les opérateurs **RECOPEL** et **CEREA**, il sera intéressant de comparer les résultats et de voir s'ils semblent logiques par rapport aux hypothèses définissant ces opérateurs.

Après cette première analyse économique avec le modèle et les outils simplifiés présentés ici, et qui permet de cerner les principales options à retenir pour un avant projet au niveau d'une étude de pré-faisabilité, il faudra procéder à une analyse financière détaillée faisant intervenir le partage entre les fonds propres et les emprunts pour le financement des projets ainsi que l'impact de la fiscalité et des subventions éventuelles. Une telle analyse détaillée doit aussi intégrer la dynamique des projets, année par année, afin de prendre en compte par exemple l'évolution dans le temps du nombre d'abonnés et une évolution éventuelle des coûts et des tarifs.

Compte tenu des incertitudes inhérentes au devenir réel à long terme des programmes d'ERD en cours ou projetés, les hypothèses simplificatrices sur lesquelles est basée cette

proposition d'analyse économique simplifiée des avant projets d'ERD à partir des marges sur le coût direct du kWh garde tout son intérêt et toute sa pertinence pour procéder au choix des options principales qui se présentent aux promoteurs et aux opérateurs de l'ERD. Enfin, la méthode correspondante peut être aisément transposée au cas des autres filières énergétiques et au cas des services énergétiques finaux non électriques, comme le cas de la vente d'eau en zones rurales à partir de pompes solaires photovoltaïques [7], [8].

Il reste cependant à tester cette nouvelle méthode simplifiée d'analyse économique sur des cas réels de programmes d'ERD de taille suffisantes et avec un retour d'expérience de plusieurs années, afin de mieux cerner sa précision et sa pertinence par rapport aux analyses financières détaillées. Cela permettrait en particulier de déterminer les valeurs minimales des marges sur coûts directs à préconiser pour assurer un développement pérenne aux acteurs de l'ERD.

**D'après la contribution de Bernard CHABOT au séminaire IEPF "Quels dispositifs financiers pour l'électrification rurale décentralisée?", Yaoundé 15 au 17 janvier 1999.**

#### REFERENCES

- [1] B. Chabot, " L'électrification rurale décentralisée : état de l'art et perspectives techniques et économiques ", Revue de l'Energie, N° 475, 1996, Paris.
- [2] E. Lorenzo, " Photovoltaic rural electrification ", Prog. Photovolt. Res. Appl., vol. 5, p. 3-27, 1997. Cet article de synthèse contient une bibliographie avec 113 références sur le sujet.
- [3] J. Thibon, " Le concept GECO, un principe d'électrification rurale décentralisée adapté au contexte socioéconomique Africain ", Liaison Energie-Francophonie, N° 26, 1995, Québec.
- [4] Tong Jiandong, " Small Hydro Power : China's Practice ", Hangzhou Regional Center Publications, 1994, Hangzhou.
- [5] B. Chabot, " Electrification rurale : méthodes et outils d'analyse ", Systèmes Solaires, N° 120, 1997, Paris.
- [6] B. Chabot, " Analyse économique ", chapitre 4 du " Guide de l'Energie Eolienne ", IEPF/FONDEM, 1998, Paris.
- [7] B. CHABOT " Le pompage photovoltaïque appliqué à l'irrigation localisée en horticulture ", FAO, bulletin de liaison N°15 - 31 mai 1999, Dakar. Repris dans le " Bulletin Scarabée " N° 4, FONDEM, Novembre 1999, Paris.
- [8] B. Chabot, " From Costs to Prices : Economic Analysis of Photovoltaic Energy and Services ", Prog. Photovolt. Res. Appl., vol. 6, p. 55-68, 1998.

## ANNEXE 1

## Description du projet d'ERD de référence

**1 Le village :**

Il s'agit d'un village de 1000 habitants (200 familles) en bord de rivière pérenne à bon dénivelé. Ce village connaît un début de développement économique soutenu (agriculture, artisanat), mais il est trop loin du réseau pour envisager une interconnexion avant au mieux une quinzaine d'années. Il s'agit d'un habitat groupé, rendant possible une distribution par réseau BT simplifié.

**2 Les besoins :**

- Besoins domestiques moyens optimisés : 750 Wh/j.abonné (éclairage, radio K7, TV, 10 % des ménages susceptibles de s'équiper en réfrigérateur/conservateur), occasionnellement petit électroménager et petit outillage, cuiseur et bouilloire électrique de faible puissance pour valorisation des surplus d'électricité en heures creuses. Total des consommations domestiques optimisées : 150 kWh/jour.
- Besoins communautaires : pompe d'adduction d'eau 6 kWh/j (40 m<sup>3</sup>/j à 20 m de Hmt) ; éclairage public : 3,2 kWh/j ; bâtiments publics (école, maison commune, centre religieux) : 3 kWh/j.
- Services privés : trois commerces ( 3 kWh/j).
- Besoins productifs : atelier/meunerie : 28 kWh/j ; irrigation/drainage : 10000 m<sup>4</sup>/j, soit 56 kWh/j.

- Total général : 250 kWh/j ; production correspondante avec un rendement de distribution de 92 % : 272 kWh/j (100 000 kWh/an).

**1 Le système électrique :**

- PCH de 25 kW. Coût installé : 75<sup>2</sup> kEuro (lu = 3000 Euro/kW). Facteur de charge : Nh = 4000 heures équivalentes par an de fonctionnement à puissance nominale.
- Réseau de distribution allégé : longueur développée : 4 km. Coût : 75 kEuro (y compris 150 Euro de branchement par abonné).
- Coût total : 150 kEuro, soit lu = 6000 Euro/kW installé (soit au total 984 kFRF et 3960 FRF/kW).

**1 Les alternatives :**

- Photovoltaïque (PV) : mal adapté dans ce cas compte tenu de l'importance des consommations : la puissance crête requise (base gisement solaire de 5 kWh/m<sup>2</sup>.j) serait d'environ 84 kWc (coût d'investissement minimum : 1000 kEuro). Le PV, sous forme de kits individuels en location forfaitaire, sera donc réservé aux 20 familles habitant en dehors du village.
- Groupe électrogène diesel privé, coût unitaire d'investissement de 1000 Euro/kW, facteur de charge Nh = 3000 h/an, rendement global 15 %, coût de combustible 0,5 Euro/l, soit en actualisant à 12 % sur 10 ans, un coût de production du kWh de 0,366 Euro/kWh soit 2,4 FRF/kWh.

<sup>2</sup> 1 Euro = 6.5597 FRF = 656 FCFA = 1,06 US\$



## ANNEXE 2 (actualisée au 16/11/2000)

## Formules de base pour l'analyse économique simplifiée selon la " Méthode TEC "

## 1) Définitions et ratios :

**Nh** : (heures/an ou kWh/kW.an) : nombre d'heures de fonctionnement équivalent du générateur d'électricité (de puissance nominale  $P$  kW et produisant  $Ea$  kWh/an) à sa puissance nominale :  $Nh = Ea / P$

**I** (Euro) : investissement total (études, fournitures, aménagements du site, installation, coûts de gestion et de supervision du projet, intérêts intercalaires...).

**Iu** (Euro/kW) : investissement unitaire :  $Iu = I / P$

**Ka** : coefficient d'actualisation :  $Ka = t (1+t)^n / ((1+t)^n - 1)$ , avec  $t$  = taux d'actualisation réel et  $n$  = durée d'observation.

**Dem** (Euro/an) : dépenses annuelles moyennées d'exploitation et d'entretien-maintenance.

**Kem** : coefficient d'exploitation et d'entretien-maintenance :  $Kem = Dem / I$

**X** : Coefficient multiplicateur =  $TV/CGA$  = tarif de vente moyen du kWh / Coût Global Actualisé du kWh.

**MCD** : Marge sur Coût Direct =  $(TV - CGA)/TV$  ; relation entre  $X$  et  $MCD$  :  $X = 1 / (1 - MCD)$ .

**VAN** : Valeur Actuelle Nette d'un projet de coût d'investissement initial  $I$  sur une durée d'observation de  $n$  années avec un taux d'actualisation réel  $t$  :

$VAN(l, t, n) = -I + \sum_{j=1}^n \frac{(Encaissements_j - Décaissements_j)}{(1+t)^j}$

**TRI** : Taux de Rentabilité Interne d'un projet = valeur du taux d'actualisation  $t$  annulant  $VAN(l, t, n)$

**TRA** : durée d'observation économique  $n$  annulant  $VAN(l, t, n)$ , donc durée d'exploitation permettant d'obtenir une somme de cash-flows positive.

## 2) Calcul du CGA (coût Global Actualisé) du kWh

**CGA** = (somme des dépenses actualisées) / (somme des kWh actualisés), soit pour une centrale sans coûts de combustible (solaire, PCH, éolien) :

$$CGA = Iu (Ka + Kem) / Nh$$

## 3) Calcul du Taux d'Enrichissement en Capital TEC

Par définition  $TEC = VAN$  générée par unité de capital investi =  $VAN(l, t, n) / I$

Pour un projet avec des cash-flow (différence entre les encaissements et les décaissements) constants et une centrale sans coûts de combustible :

$$TEC = TV.Nh / (Ka.Iu) - (1 + Kem/Ka),$$

et on peut déduire le  $TEC$  d'un projet à partir de  $MCD$  par les relations suivantes :

$$X = TV/CGA = 1/(1-MCD) = 1 + (Ka/(Ka+Kem)).TEC$$

## 4) Calcul du tarif de vente à partir d'une valeur cible du TEC

$$TV = ((1+TEC) Ka + Kem) Iu / Nh$$

## 5) Calcul du TRI global d'un projet à partir du TEC

Le TRI doit vérifier:  $Ka(TRI, n) = (1+TEC)Ka(t, n)$  et le TRA doit vérifier:  $Ka(t, TRA) = (1+TEC)Ka(t, n)$

## ANNEXE 3

TABLEAU 1 bis	Analyse économique préalable projet d'ERD par la "Méthode TEC"
Calculs de subventions à l'investissement pour iso-tarifs et conséquences	

<i>P:</i> 25 <i>kW</i>	<i>Nh:</i> 4 000 heures/an
<i>Ea:</i> 100 000 <i>kWh/an</i>	( <i>Fc:</i> 46% )
<i>I:</i> 984 000 <i>FRF</i>	<i>Iu:</i> 39 360 <i>FRF/kW</i>
<i>Dem:</i> 29 520 <i>kFRF/an</i>	<i>Kem:</i> 3 %

Paramètres:	Unité	origine valeur:	SONDEL	RECOPEL	CEREA
<i>n</i>	années	hypothèse	30	15	10
<i>t</i>	%	hypothèse	3	8	12
Taux. subvention s	%	hypothèse	0%	58%	73%
Investiss. après subv.	FRF	calcul	984 000	413 280	265 680
Iu après subvention	FRF/kW	calcul	39 360	16 531	10 627
<i>Ka</i>	sans	tableau	0,0510	0,1168	0,1770
<i>Kem</i>	sans	hypothèse	0,030	0,071	0,111
<i>Ka+Kem</i>	sans	calcul	0,0810	0,1883	0,2881
<i>Ka/(ka+Kem)</i>	sans	calcul	0,6297	0,6206	0,6143
Prix de revient CGA	FRF/kWh	<i>Iu(Ka+Kem)/Nh</i>	0,80	0,78	0,77
TEC	sans	hypothèse	0,4	0,45	0,5
<i>X = TV/CGA</i>	sans	$1 + \text{TEC} \cdot \text{Ka} / (\text{Ka} + \text{Kem})$	1,252	1,279	1,307
Marge	%	$100(X-1)/X$	20%	22%	23%
Prix de vente TV	FRF/kWh	CGA.X	1,00	1,00	1,00
Résultat annuel CF	FRF/an	<i>Ea.TV-Dem</i>	70 284	70 011	70 532
VAN	FRF	<i>I net.TEC</i>	393 600	185 976	132 840
CF/I net	sans		0,0714	0,1694	0,2655
TRI	%	tableau	5,8%	14,8%	23,2%
Temps de ret. brut TRB	années	<i>I/CF</i>	14,0	5,9	3,8
TRB limite	années	<i>1/Ka</i>	19,6	8,6	5,7



## ANNEXE 4 : Tableau 2 : Actualisation : tableau de valeurs numériques

t: taux réel d'actualisation ( $t = t\% / 100$ ); n: durée d'observation du projet (< durée de vie probable)	
$1 / (1+t)^n$ : valeur actuelle de 1 F encaissé ou décaissé à l'année n dans le futur.	
Ka: coefficient d'actualisation = $t / ((1+t)^n - 1)$ (= échéance annuelle d'un prêt de 1 F sur n ans à t%)	
1/Ka: somme des valeurs actuelles de 1 F/an sur n ans = TRBmax investissement à cash-flow constant rentable (ans)	

t%:	n (ans):	3	4	5	6	7	8	10	12	15	20	25	30
1%	$1/(1+t)^n$	0.9706	0.9610	0.9515	0.9420	0.9327	0.9235	0.9053	0.8874	0.8613	0.8195	0.7798	0.7419
	Ka	0.3400	0.2563	0.2060	0.1725	0.1486	0.1307	0.1056	0.0888	0.0721	0.0554	0.0454	0.0387
	1/Ka	2.9410	3.902	4.853	5.795	6.728	7.652	9.471	11.255	13.865	18.046	22.023	25.808
2%	$1/(1+t)^n$	0.9423	0.9238	0.9057	0.8880	0.8706	0.8535	0.8203	0.7885	0.7430	0.6730	0.6095	0.5521
	Ka	0.3468	0.2626	0.2122	0.1785	0.1545	0.1365	0.1113	0.0946	0.0778	0.0612	0.0512	0.0446
	1/Ka	2.884	3.808	4.713	5.601	6.472	7.325	8.983	10.575	12.849	16.351	19.523	22.396
3%	$1/(1+t)^n$	0.9151	0.8885	0.8626	0.8375	0.8131	0.7894	0.7441	0.7014	0.6419	0.5537	0.4776	0.4120
	Ka	0.3535	0.2690	0.2184	0.1846	0.1605	0.1425	0.1172	0.1005	0.0838	0.0672	0.0574	0.0510
	1/Ka	2.829	3.717	4.580	5.417	6.230	7.020	8.530	9.954	11.938	14.877	17.413	19.600
4%	$1/(1+t)^n$	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	0.6756	0.6246	0.5553	0.4564	0.3751	0.3083
	Ka	0.3603	0.2755	0.2246	0.1908	0.1666	0.1485	0.1233	0.1066	0.0899	0.0736	0.0640	0.0578
	1/Ka	2.775	3.630	4.452	5.242	6.002	6.733	8.111	9.385	11.118	13.590	15.622	17.292
5%	$1/(1+t)^n$	0.8638	0.8227	0.7835	0.7462	0.7107	0.6768	0.6139	0.5568	0.4810	0.3769	0.2953	0.2314
	Ka	0.3672	0.2820	0.2310	0.1970	0.1728	0.1547	0.1295	0.1128	0.0963	0.0802	0.0710	0.0651
	1/Ka	2.723	3.546	4.329	5.076	5.786	6.463	7.722	8.863	10.380	12.462	14.094	15.372
6%	$1/(1+t)^n$	0.8396	0.7921	0.7473	0.7050	0.6651	0.6274	0.5584	0.4970	0.4173	0.3118	0.2330	0.1741
	Ka	0.3741	0.2886	0.2374	0.2034	0.1791	0.1610	0.1359	0.1193	0.1030	0.0872	0.0782	0.0726
	1/Ka	2.673	3.465	4.212	4.917	5.582	6.210	7.360	8.384	9.712	11.470	12.783	13.765
7%	$1/(1+t)^n$	0.8163	0.7629	0.7130	0.6663	0.6227	0.5820	0.5083	0.4440	0.3624	0.2584	0.1842	0.1314
	Ka	0.3811	0.2952	0.2439	0.2098	0.1856	0.1675	0.1424	0.1259	0.1098	0.0944	0.0858	0.0806
	1/Ka	2.624	3.387	4.100	4.767	5.389	5.971	7.024	7.943	9.108	10.594	11.654	12.409
8%	$1/(1+t)^n$	0.7938	0.7350	0.6806	0.6302	0.5835	0.5403	0.4632	0.3971	0.3152	0.2145	0.1460	0.0994
	Ka	0.3880	0.3019	0.2505	0.2163	0.1921	0.1740	0.1490	0.1327	0.1168	0.1019	0.0937	0.0888
	1/Ka	2.577	3.312	3.993	4.623	5.206	5.747	6.710	7.536	8.559	9.818	10.675	11.258
9%	$1/(1+t)^n$	0.7722	0.7084	0.6499	0.5963	0.5470	0.5019	0.4224	0.3555	0.2745	0.1784	0.1160	0.0754
	Ka	0.3951	0.3087	0.2571	0.2229	0.1987	0.1807	0.1558	0.1397	0.1241	0.1095	0.1018	0.0973
	1/Ka	2.531	3.240	3.890	4.486	5.033	5.535	6.418	7.161	8.061	9.129	9.823	10.274
10%	$1/(1+t)^n$	0.7513	0.6830	0.6209	0.5645	0.5132	0.4665	0.3855	0.3186	0.2394	0.1486	0.0923	0.0573
	Ka	0.4021	0.3155	0.2638	0.2296	0.2054	0.1874	0.1627	0.1468	0.1315	0.1175	0.1102	0.1061
	1/Ka	2.487	3.170	3.791	4.355	4.868	5.335	6.145	6.814	7.606	8.514	9.077	9.427
11%	$1/(1+t)^n$	0.7312	0.6587	0.5935	0.5346	0.4817	0.4339	0.3522	0.2858	0.2090	0.1240	0.0736	0.0437
	Ka	0.4092	0.3223	0.2706	0.2364	0.2122	0.1943	0.1698	0.1540	0.1391	0.1256	0.1187	0.1150
	1/Ka	2.444	3.102	3.696	4.231	4.712	5.146	5.889	6.492	7.191	7.963	8.422	8.694
12%	$1/(1+t)^n$	0.7118	0.6355	0.5674	0.5066	0.4523	0.4039	0.3220	0.2567	0.1827	0.1037	0.0588	0.0334
	Ka	0.4163	0.3292	0.2774	0.2432	0.2191	0.2013	0.1770	0.1614	0.1468	0.1339	0.1275	0.1241
	1/Ka	2.402	3.037	3.605	4.111	4.564	4.968	5.650	6.194	6.811	7.469	7.843	8.055
13%	$1/(1+t)^n$	0.6931	0.6133	0.5428	0.4803	0.4251	0.3762	0.2946	0.2307	0.1599	0.0868	0.0471	0.0256
	Ka	0.4235	0.3362	0.2843	0.2502	0.2261	0.2084	0.1843	0.1690	0.1547	0.1424	0.1364	0.1334
	1/Ka	2.361	2.974	3.517	3.998	4.423	4.799	5.426	5.918	6.462	7.025	7.330	7.496
14%	$1/(1+t)^n$	0.6750	0.5921	0.5194	0.4556	0.3996	0.3506	0.2697	0.2076	0.1401	0.0728	0.0378	0.0196
	Ka	0.4307	0.3432	0.2913	0.2572	0.2332	0.2156	0.1917	0.1767	0.1628	0.1510	0.1455	0.1428
	1/Ka	2.322	2.914	3.433	3.889	4.288	4.639	5.216	5.660	6.142	6.623	6.873	7.003
15%	$1/(1+t)^n$	0.6575	0.5718	0.4972	0.4323	0.3759	0.3269	0.2472	0.1869	0.1229	0.0611	0.0304	0.0151
	Ka	0.4380	0.3503	0.2983	0.2642	0.2404	0.2229	0.1993	0.1845	0.1710	0.1598	0.1547	0.1523
	1/Ka	2.283	2.855	3.352	3.784	4.160	4.487	5.079	5.421	5.847	6.259	6.464	6.566
16%	$1/(1+t)^n$	0.6407	0.5523	0.4761	0.4104	0.3538	0.3050	0.2267	0.1685	0.1079	0.0514	0.0245	0.0116
	Ka	0.4453	0.3574	0.3054	0.2714	0.2476	0.2302	0.2069	0.1924	0.1794	0.1687	0.1640	0.1619
	1/Ka	2.246	2.798	3.274	3.685	4.039	4.344	4.833	5.197	5.575	5.929	6.097	6.177
17%	$1/(1+t)^n$	0.6244	0.5337	0.4561	0.3898	0.3332	0.2848	0.2080	0.1520	0.0949	0.0433	0.0197	0.0090
	Ka	0.4526	0.3645	0.3126	0.2786	0.2549	0.2377	0.2147	0.2005	0.1878	0.1777	0.1734	0.1715
	1/Ka	2.210	2.743	3.199	3.589	3.922	4.207	4.659	4.988	5.324	5.628	5.766	5.829
18%	$1/(1+t)^n$	0.6086	0.5158	0.4371	0.3704	0.3139	0.2660	0.1911	0.1372	0.0835	0.0365	0.0160	0.0070
	Ka	0.4599	0.3717	0.3198	0.2859	0.2624	0.2452	0.2225	0.2086	0.1964	0.1868	0.1829	0.1813
	1/Ka	2.174	2.690	3.127	3.498	3.812	4.078	4.494	4.793	5.092	5.353	5.467	5.517
19%	$1/(1+t)^n$	0.5934	0.4987	0.4190	0.3521	0.2959	0.2487	0.1756	0.1240	0.0736	0.0308	0.0129	0.0054
	Ka	0.4673	0.3790	0.3271	0.2933	0.2699	0.2529	0.2305	0.2169	0.2051	0.1960	0.1925	0.1910
	1/Ka	2.140	2.639	3.058	3.410	3.706	3.954	4.339	4.611	4.876	5.101	5.195	5.235
20%	$1/(1+t)^n$	0.5787	0.4823	0.4019	0.3349	0.2791	0.2326	0.1615	0.1122	0.0649	0.0261	0.0105	0.0042
	Ka	0.4747	0.3863	0.3344	0.3007	0.2774	0.2606	0.2385	0.2253	0.2139	0.2054	0.2021	0.2008
	1/Ka	2.106	2.589	2.991	3.326	3.605	3.837	4.192	4.439	4.675	4.870	4.948	4.979
21%	$1/(1+t)^n$	0.5645	0.4665	0.3855	0.3186	0.2633	0.2176	0.1486	0.1015	0.0573	0.0221	0.0085	0.0033
	Ka	0.4822	0.3936	0.3418	0.3082	0.2851	0.2684	0.2467	0.2337	0.2228	0.2147	0.2118	0.2107
	1/Ka	2.074	2.540	2.926	3.245	3.508	3.726	4.054	4.278	4.489	4.657	4.721	4.745
22%	$1/(1+t)^n$	0.5507	0.4514	0.3700	0.3033	0.2486	0.2038	0.1369	0.0920	0.0507	0.0187	0.0069	0.0026
	Ka	0.4897	0.4010	0.3492	0.3158	0.2928	0.2763	0.2549	0.2423	0.2317	0.2242	0.2215	0.2206
	1/Ka	2.042	2.494	2.864	3.167	3.416	3.619	3.923	4.127	4.315	4.460	4.514	4.534
23%	$1/(1+t)^n$	0.5374	0.4369	0.3552	0.2888	0.2348	0.1909	0.1262	0.0834	0.0448	0.0159	0.0057	0.0020
	Ka	0.4972	0.4085	0.3567	0.3234	0.3006	0.2843	0.2632	0.2509	0.2408	0.2337	0.2313	0.2305
	1/Ka	2.011	2.448	2.803	3.092	3.327	3.518	3.799	3.985	4.153	4.279	4.323	4.339